GEOPHYSICAL SURVEYS

УДК 553.98(571.1) DOI 10.31087/0016-7894-2019-1-72-85

Сейсмогеологическая модель палеозой-мезозойских отложений Белоостровского, Скуратовского и Нярмейского лицензионных участков акватории Карского моря по данным сейсморазведки 3D

© 2019 г. | В.Н. Бородкин[1, 2], А.Р. Курчиков[1], А.С. Недосекин[3], А.В. Лукашов[3], О.А. Смирнов[3], Е.Н. Фирстаева[3], А.В. Погрецкий[4]

[1]Западно-Сибирский филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Тюмень, Россия; komgort@mail.ru; kurchikovar@ipgg.sbras.ru;

[2]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия;

[3]ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия; anton.nedosekin@gmail.com; an.lukashov@mail.ru; smirnov.oa@gmail.com; efirsta@ingeos.info;

[4]ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия; apogretskiy@ggr.gasprom.ru

Поступила 07.08.2017 г. Принята к печати 12.11.2018 г.

Ключевые слова: ***акватория Карского моря; Скуратовский и Нярмейский лицензионные участки; перспективный объект; отражающий горизонт; клиноформа.***

Рассмотрены особенности строения сейсмогеологических комплексов и связанные с ними ожидаемые открытия нефтегазоперспективных объектов. Перспективными комплексами являются: палеозойский, триасовый, нижне-среднеюрский, верхнеюрский, меловой, апт-альб-сеноманский. Все они относятся к регионально перспективным комплексам по аналогии с открытыми месторождениями севера Западной Сибири. Впервые выделены и закартированы ловушки структурного и неструктурного типов. Все ловушки подтверждаются сейсмическими амплитудно-частотными атрибутами и результатами AVO-анализа сейсмограмм. На базе современной сейсморазведки 3D в пределах трех лицензионных участков акватории Карского моря в разрезе палеозойских, триасовых, юрских и меловых отложений выделены перспективные объекты для поиска залежей углеводородов, даны рекомендации на поисковое бурение. В разрезе палеозойского комплекса выделены две ловушки углеводородов, приуроченные к куполам Скуратовского и Северо-Скуратовского поднятий суммарной площадью 118,6 км^2. В нижней части отложений триасового комплекса выявлены высокоамплитудные зоны, выклинивающиеся к сводовым частям палеорельефа, суммарной площадью 823,3 км^2. В нижне-среднеюрском комплексе оконтурены три структурные ловушки углеводородов, приуроченные к куполам Нярмейского, Скуратовского и Северо-Скуратовского поднятий. В верхнеюрском комплексе предполагается развитие песчано-алевритовых отложений нурминской свиты. В нижней части мелового регионального комплекса прогнозируются структурно-литологические ловушки в клиноформном разрезе, в верхней части в составе танопчинской свиты — структурные ловушки углеводородов. В отложениях апт-альб-сеноманского комплекса также выявлены структурные ловушки углеводородов. По результатам выполненных исследований рекомендуется бурение трех поисковых скважин.

Для цитирования: Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А., Фирстаева Е.Н., Погрецкий А.В. Сейсмогеологическая модель палеозой-мезозойских отложений Белоостровского, Скуратовского и Нярмейского лицензионных участков акватории Карского моря по данным сейсморазведки 3D // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 72–85. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-72-85.

Geoseismic model of Palaeozoic-Mesozoic series according to 3D seismic data: Beloostrovsky, Skuratovsky, and Nyarmeisky license areas (Kara Sea waters)

© 2019 | V.N. Borodkin[1, 2], A.R. Kurchikov[1], A.S. Nedosekin[3], A.V. Lukashov[3], O.A. Smirnov[3], E.N. Firstaeva[3], A.V. Pogretskii[4]

[1]Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, West-Siberian branch, Tumen, Russia; komgort@mail.ru; kurchikovar@ipgg.sbras.ru;

[2]Federal State Budget Educational Institution of Higher Education «Industrial University of Tyumen», Tyumen, Russia;

[3]LLC “Ingeoservice”, Tyumen, Russia; anton.nedosekin@gmail.com; an.lukashov@mail.ru; smirnov.oa@gmail.com; efirsta@ingeos.info;

[4]OOO «Gazprom geologorazvedka», Tyumen, Russia; apogretskiy@ggr.gasprom.ru

Received 07.08.2017 Accepted for publication 12.11.2018

Key words: ***Kara Sea waters; Skuratovsky and Nyarmeisky license areas; exploration target; reflection horizon; clinoform.***

The paper discusses features of geoseismic rock associations and discoveries of oil and gas exploration targets associated with them. The promising series are as follows: Palaeozoic, Triassic, Lower-Middle-Jurassic, Upper Jurassic, Cretaceous, and Aptian-Albian-Cenomanian. All of them belong to regional promising rock associations by analogy with the discovered fields in the north

of Western Siberia. Traps of structural and non-structural types are for the first time identified and mapped. All the traps are confirmed by seismic amplitude-frequency attributes and results of AVO-analysis of seismic gathers. On the basis of modern 3D seismics, promising objects for hydrocarbon accumulations prospecting are identified within three license areas in the Kara Sea waters — in Palaeozoic, Triassic, Jurassic, and Cretaceous formations; recommendations on prospecting drilling are given. Two hydrocarbon traps confined to the domes of Skuratovsky and North Skuratovsky structural highs are delineated in Palaeozoic section; their total acreage is 118.6 km^2. High-amplitude zones pinching out towards the crestal parts of paleotopography are identified in the basal part of the Triassic series; their total acreage is 823.3 km^2. Three structural hydrocarbon traps confined to the domes of Nyarmeisky, Skuratovsky, and North Skuratovsky structural highs are delineated in Lower-Middle-Jurassic section. Development of sandy siltstone Nurminsky formations is predicted within the Upper Jurassic deposits. Combination traps are predicted in clinoform section of the lower part of Cretaceous regional series, and structural hydrocarbon traps in the upper part — within the Tanopchinsky formations. Structural hydrocarbon traps are also identified in Aptian-Albian-Cenomanian series. On the result of the completed studies, drilling of three prospecting wells is recommended.

For citation: Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A., Firstaeva E.N., Pogretskii A.V. Geoseismic model of Palaeozoic-Mesozoic series according to 3D seismic data: Beloostrovsky, Skuratovsky, and Nyarmeisky license areas (Kara Sea waters). *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology.* 2019;(1):72–85. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-72-85.

Рассмотрим сейсмогеологическую модель неокомских отложений в пределах данных лицензионных участков (ЛУ) (рис. 1) на базе сейсморазведки 2D [1]. Был установлен замкнутый характер неокомского седиментационного бассейна (готерив-раннеаптское время) в акватории Карского моря и подтверждена, как и в континентальной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, клиноформная модель строения разреза нижнего мела. Клиноформные образования ачимовской толщи формировались не только за счет основного, восточного, источника сноса терригенного материала, но и западного (о-в Новая Земля) и северного (Северо-Сибирский порог).

В рассматриваемой статье по результатам сейсморазведочных работ 3D представлена сейсмогеологическая модель от палеозойских образований до верхнемеловых отложений.

Палеозойский комплекс

Палеозойский период развития Южно-Карского региона характеризуется накоплением мощных терригенных и карбонатных осадочных образований. К концу палеозоя практически вся территория морского седиментогенеза была приподнята выше уровня моря [2]. Строение верхней части комплекса, с кровлей которого связан отражающий горизонт (ОГ) А, полифациально и гетерогенно. В волновой картине верхней части комплекса выделено два типа сейсмофаций, связанных с наиболее дислоцированными участками площади, представляющими наибольший интерес с точки зрения формирования пустотного пространства для ловушек УВ.

Первый тип сейсмофаций (I) наблюдается на склонах палеовыступов, формируя наклонные, параллельно-волнистые, переменно-амплитудные отражения. Наиболее контрастно выделяются две такие линейные области субширотного простирания, расположенные на склонах Скуратовского поднятия.

Для данных зон характерны многочисленные тектонические нарушения, подчеркивающие ступенчатое погружение поверхности комплекса.

Второй тип сейсмофаций (II) соответствует динамически выраженным, сильнодифференцированным отражениям. Такая волновая картина, по-видимому, связана с зоной смятия и деформации горных пород.

Наиболее контрастная и большая по площади зона таких отражений наблюдается в центральной части Нярмейского ЛУ. Данная характеристика поверхности палеозоя отражена на картах спектральной декомпозиции и фаций и углов наклонов (рис. 2). В строении комплекса выделяется фрагмент кольцевой структуры в восточной части Нярмейского ЛУ, отображающийся на приведенных картах динамических атрибутов минимальными значениями параметров. Похожие элементы были отмечены авторами статьи на территории Карского [3, 4], Баренцева [5] морей и отнесены к зонам развития инверсионных кольцевых структур (ИКС), которые рассматривались ранее [3, 6] как положительный критерий прогноза нефтегазоносности.

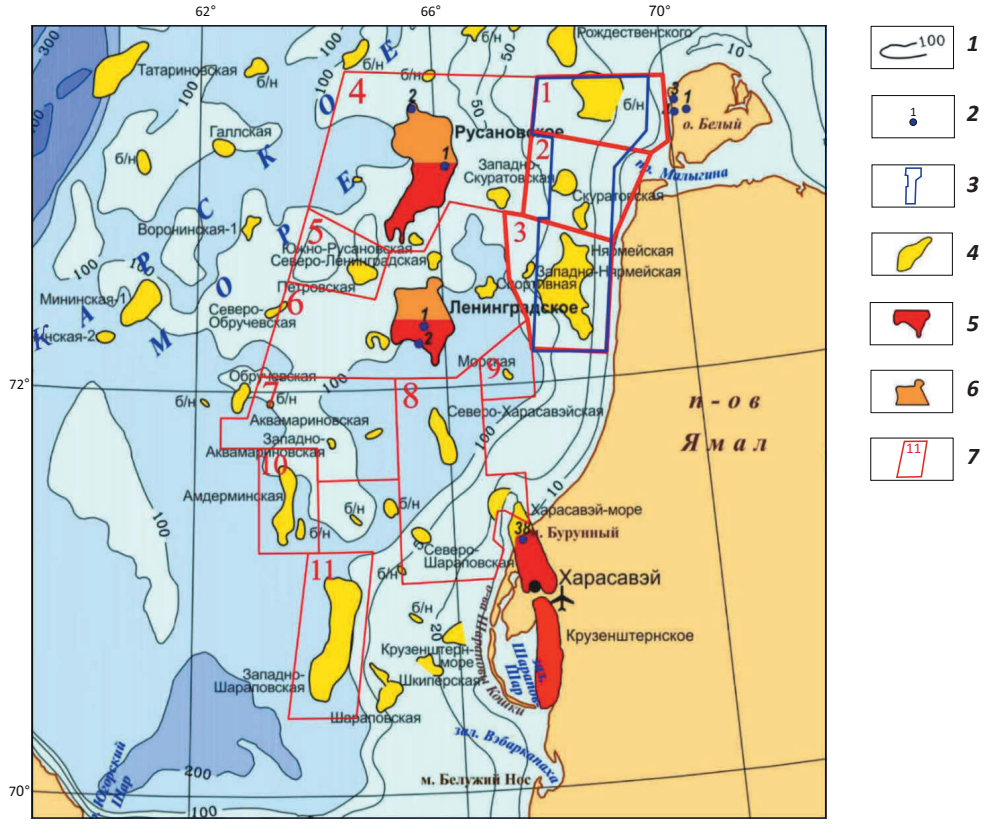
На поверхности ОГ А выделены многочисленные разрывные дислокации, проявляющиеся в виде разломов разной протяженности, а также зоны деструкции. В центральной части Нярмейского ЛУ наблюдается крупная зона деструкции, волновая картина которой выделена в отдельную сейсмофацию (II).

Направление разломов, отраженное на временном разрезе по линии 3800 (см. рис. 2), а также наличие зон деструкции свидетельствуют о механизме надвига на присводовую часть Нярмейского поднятия со стороны кольцевого элемента в восточной части Нярмейского ЛУ.

Многие исследователи, занимающиеся изучением доюрского комплекса, считают, что при поиске залежей УВ в данном интервале представляют интерес контрастно выраженные в палеорельефе выступы фундамента с развитыми на них древними корами выветривания.

На площади исследований две прогнозные ловушки приурочены к куполам Скуратовского поднятия и одна — к Северо-Скуратовскому локальному

Рис. 1. Обзорная схема района работ
Fig. 1. Location map of the study area



1 — изобаты, м; ***2*** — скважины; ***3*** — участок работ, ***4*** — локальные структуры ОГ (K_2s); **месторождения** (***5***, ***6***): ***5*** — газовые, ***6*** — газоконденсатные; ***7*** — лицензионные участки: 1 — Белоостровский, 2 — Скуратовский, 3 — Нярмейский, 4 — Русановский, 5 — Невский, 6 — Ленинградский, 7 — Обручевский, 8 — Северо-Харасавэйский, 9 — Морской, 10 — Амдерминский, 11 — Западно-Шараповский

1 — isobath, m; ***2*** — wells; ***3*** — study area, ***4*** — local structures of the reflector (K_2s); **fields** (***5***, ***6***): ***5*** — gas, ***6*** — gas condensate; ***7*** — license areas: 1 — Beloostrovsky, 2 — Skuratovsky, 3 — Nyarmeisky, 4 — Rusanovsky, 5 — Nevsky, 6 — Leningradsky, 7 — Obruchevsky, 8 — North Kharasaveisky, 9 — Morskoy, 10 — Amderminsky, 11 — West Sharapovsky

поднятию. Суммарная площадь этих ловушек составляет 118,6 км^2 в интервале глубин 5300–5100 м.

Триасовый комплекс

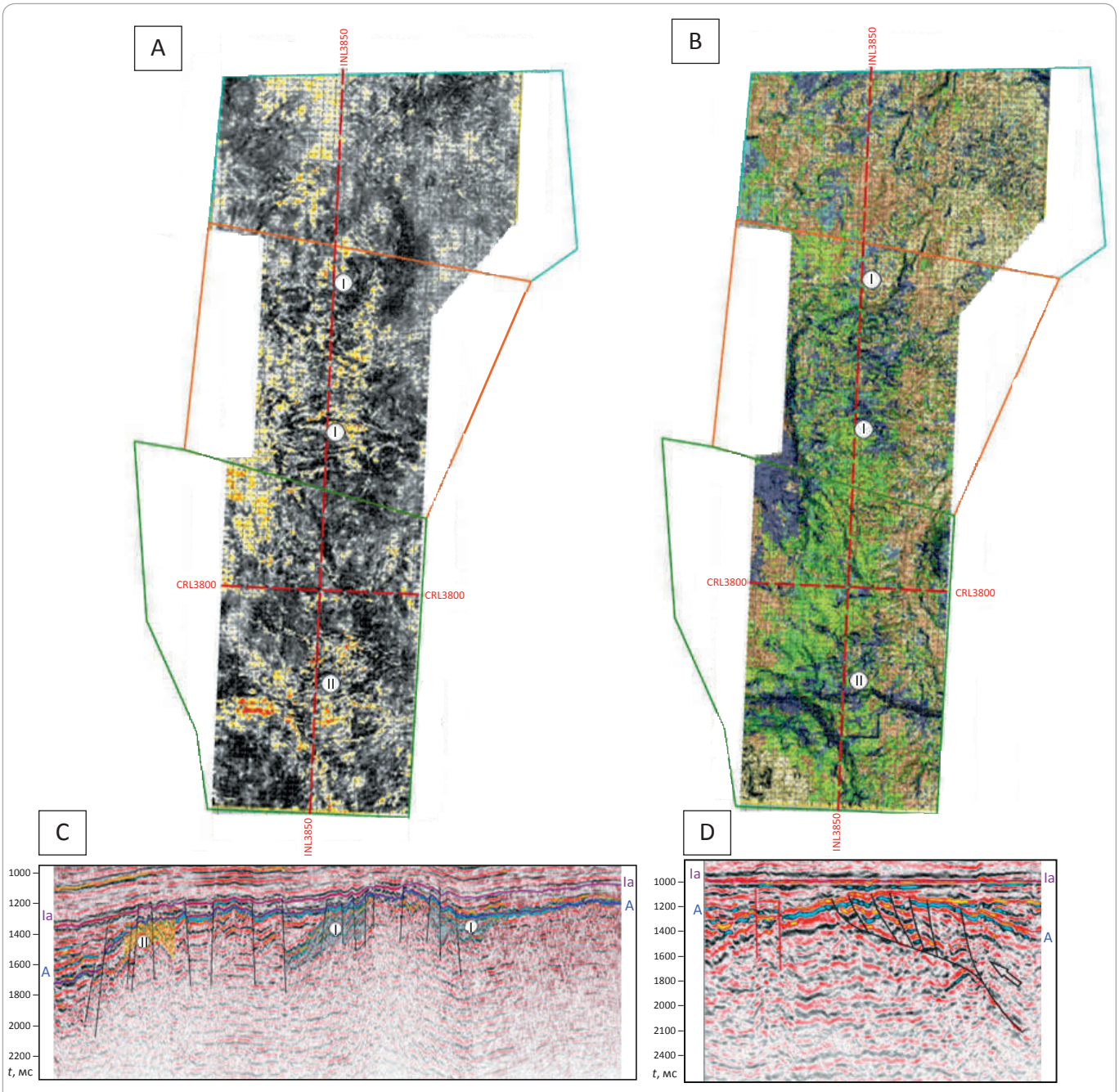
Пермосреднетриасовый этап осадконакопления сопровождался рифтогенезом и интенсивной вулканической деятельностью.

Комплекс ограничен в подошве ОГ А, а в кровле — ОГ Iа. На севере Западно-Сибирской плиты триасовые отложения изучены бурением в Енисей-Хатангском прогибе (рис. 4). Они представлены темно-серыми и зеленовато-серыми глинами с прослоями алевролитов, песчаников, гравелитов и конгломератов с примесью туфогенного материала [7, 8].

Наиболее полно разрез триаса изучен южнее, в сверхглубоких скважинах: Тюменская-СГ-6 и Ен-Яхинская-СГ-7 [9].

Главной задачей бурения скважин было вскрытие палеозойских карбонатных осадочных образований, продуктивность которых на севере Западной Сибири установлена на Новопортовском месторождении. Однако их забои (скважины Тюменская-СГ-6 — 7502 м, Ен-Яхинская-СГ-7 — 8250 м) остановлены в трапповых образованиях пермотриасового ($P–T_1$) возраста, которые являются аналогами траппов Сибирской платформы. По керновому материалу и площадному распространению в скважинах вскрыты два типа триасовых образований. Чехольные триасовые осадочные образования распространены на севере Западной Сибири и выделены В.С. Бочкаревым (1974) в тампейскую серию. Она закартирована сейсморазведкой ОГТ и залегает между ОГ Iа и Iб. Серия представлена чередованием пластов песчаного и глинистого состава, в верхней части преобладают конгломераты (ватютинская свита). В скважинах Тюменская-СГ-6 и Ен-Яхинская-СГ-7 толщина тампейской серии составляет 800 и 1200 м соответственно. Толщина серии по материалам МОВ ОГТ достигает 2–3 км.

Рис. 2. Сейсмогеологическая модель строения верхней части комплекса
Fig. 2. Geoseismic model of the upper part of the series

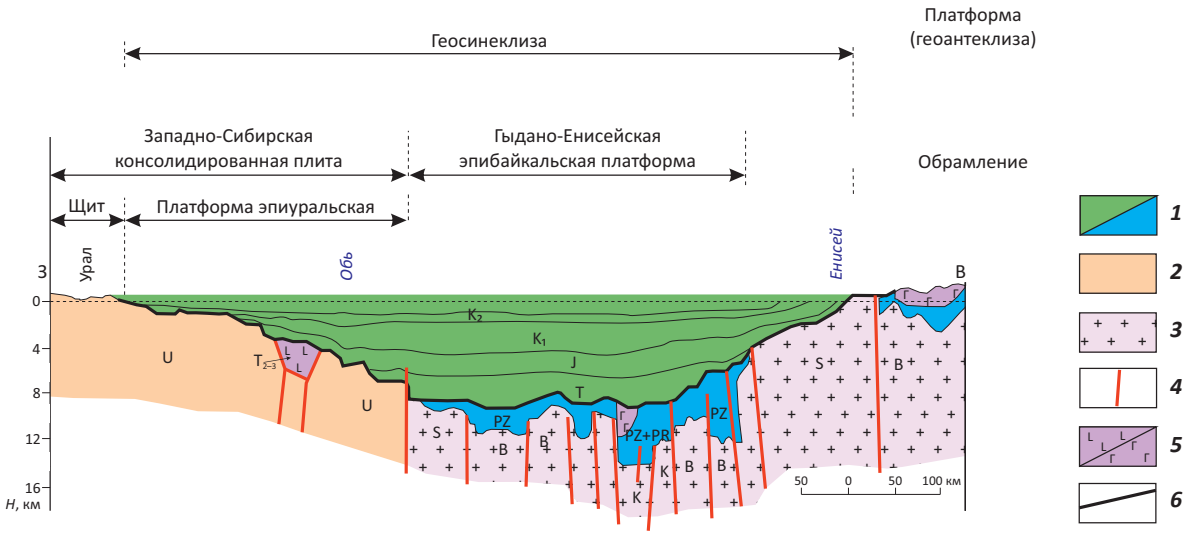


A — карта спектральной декомпозиции в интервале A +160 мс; B — карта фаций и углов наклона в интервале A +300 мс; временные сейсмические разрезы (C, D): C — по линии 3850, D — по линии 3800, выровненный по ОГ Ia.
Типы сейсмофаций: I — наклоннорасположенные, параллельно-волнистые, переменно-амплитудные отражения, II — динамически выраженные, местами сильнодислоцированные отражения

A — Frequency Decomposition map in the interval A +160 ms; B — map of facies and incidence angles in the interval A +300 ms; seismic time sections (C, D): C — along the Line 3850, D — along the Line 3800 flattened to Ia Reflector.
Types of seismic facies: I — inclined, wavelike-parallel, variable-amplitude reflections, II — dynamically expressed, sometimes highly dislocated reflections

Второй тип триасовых отложений — вулканогенный P–T_1 и T_1–T_3 представлен в скважинах красноселькупской серией. По сейсморазведочным данным толщина серии может достигать 3–4 км. В скв. Ен-Яхинская-СГ-7 серия вскрыта на глубине 6922 м, в скв. Тюменская-СГ-6 глубина бурения по ней составила 1080 м и она полностью не вскрыта. Состав — базальты, их туфы и редкие прослои осадочных пород.

Рис. 3. Модель Западно-Сибирской геосинеклизы (по В.С. Бочкареву [7])
Fig. 3. Model of West Siberian geosyneclise (after V.S. Bochkarev [7])



1 — ортоплатформенный чехол (коверхтон); **фундамент** (***2***, ***3***): ***2*** — герцинский (U — уральский), ***3*** — догерцинский (S — салаирский, B — байкальский, K — карельский); ***4*** — разломы; ***5*** — триасовые грабены (тафрохтон) и P_2–T_1-вулканотектонические депрессии (плюмы); ***6*** — отражающая граница в подошве мезо-кайнозойского чехла

1 — orthoplatform cover (coverchthon); **basement** (***2***, ***3***): ***2*** — Hercynian (U — Uralian), ***3*** — Pre-Hercynian (S — Salairian, B — Baikalian, K — Karelian); ***4*** — faults; ***5*** — Triassic grabens (taphrochthon) and P_2–T_1-volcano-tectonic depressions (plums); ***6*** — reflector in the bottom of Meso-Cenozoic cover

В скв. Ен-Яхинская-СГ-7 тампейская серия наращивается новой тюрьяхинской свитой (интервал 6658–6927 м), которая в скв. Тюменская-СГ-6 выклинивается. Свита сложена песчаниками, аргиллитами и пестрыми гравелитами (до 60 % мощности свиты), представленными гальками кварца, халцедона и кремния.

В триасовых отложениях доминирует гумусовый тип ОВ, степень катагенеза ОВ пород в скв. Тюменская-СГ-6 — $АК_1$–$АК_2$, в скв. Ен-Яхинская-СГ-7 — $АК_3$.

Из анализа волновой картины сейсмокомплекса можно сделать вывод, что триасовые отложения имеют покровное залегание, заполняя впадины палеорельефа (см. рис. 4), наибольшая из которых тяготеет к юго-западной части исследуемой территории, где мощность пермотриасовых отложений достигает 1850 м.

На временных сейсмических разрезах в зонах контрастного выступа фундамента картируется выклинивание базальных отложений триасового комплекса по схеме подошвенного налегания на ОГ А. По динамической характеристике волнового поля в нижней части перекрывающей толщи ОГ А–Iа выявлены высокоамплитудные зоны, локализующиеся вдоль склонов выступа и выклинивающиеся по направлению к сводовым частям палеорельефа (см. рис. 4). Суммарная площадь оконтуренных аномалий, представляющих интерес с точки зрения нефтегазоносности, составляет 823,3 км^2.

Нижне-среднеюрский комплекс

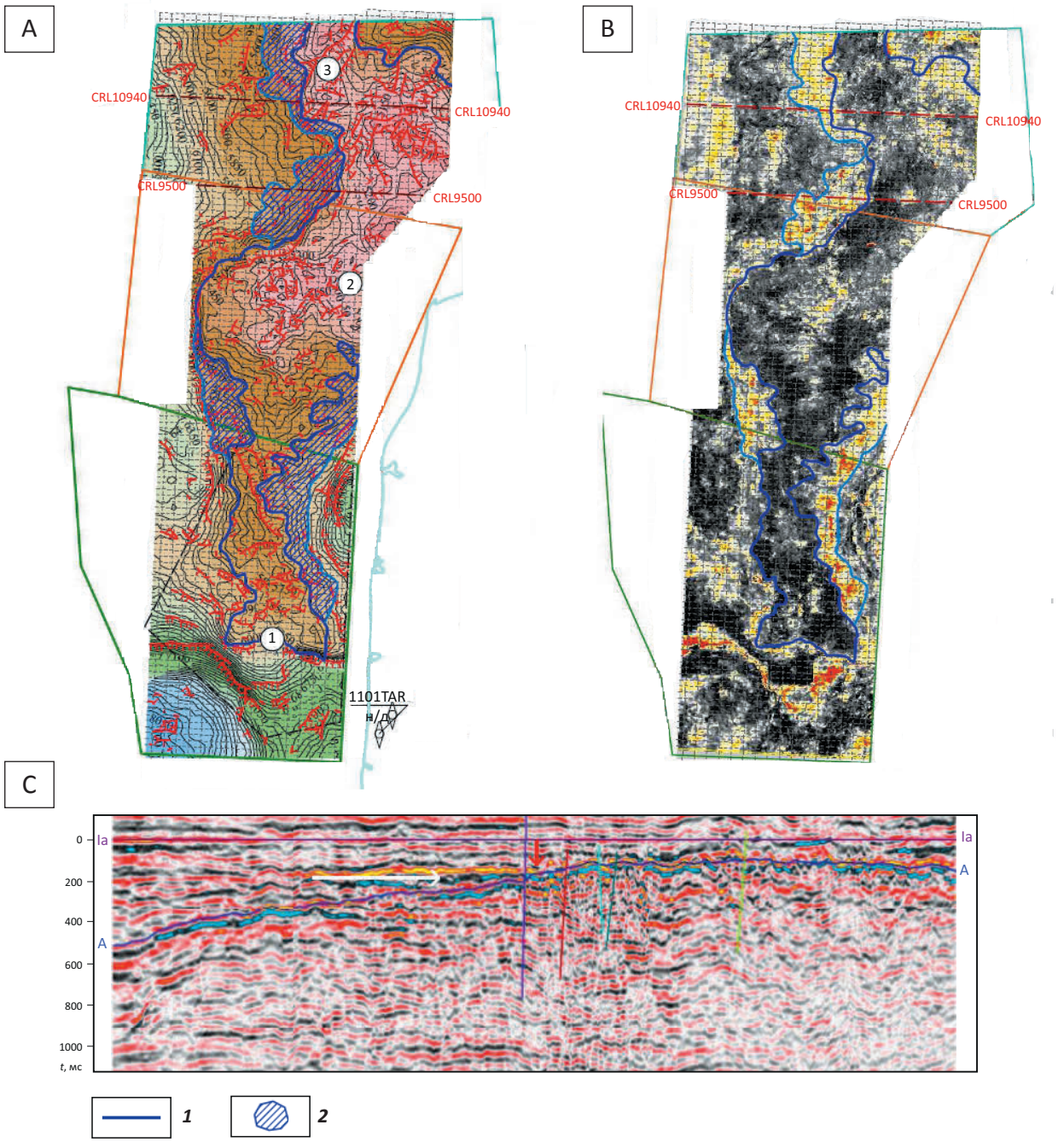
Характеристика геологического строения и перспектив нефтегазоносности данного комплекса рассматривалась авторами статьи ранее в пределах Ленинградского [4], Русановского, Невского, Обручевского и других ЛУ [10], расположенных западнее района исследований (см. рис. 1).

Отложения комплекса формировались в субконтинентальных и прибрежно-морских условиях седиментации [11], в подошве он ограничен ОГ Iа, в кровле — ОГ Т.

В пределах участка работ нижнеюрские отложения в интервале ОГ Iа–$Т_4$ характеризуются относительно выдержанной мощностью разреза. Динамических аномалий сейсмической записи, с которыми могут быть связаны перспективные ловушки УВ, здесь не выявлено. По структурному фактору оконтурены две ловушки УВ, приуроченные к Скуратовскому и Северо-Скуратовскому локальным поднятиям.

При проведении атрибутного анализа в интервале ОГ $Т_4$–$Т_2$ на картах спектральной деконволюции отчетливо проявляются русловые каналы. На временном сейсмическом разрезе и на карте относительного акустического импеданса в центральной части Нярмейского ЛУ наблюдается ИКС (рис. 5), а в северо-восточной части участка выделяется аллювиальная врезанная долина. Область развития ИКС оконтурена на карте изохор между ОВ $Т_4$ и $Т_2$. На карте накопленных амплитуд вокруг нее локализуется зона максимальных значений параметра, напоминающая

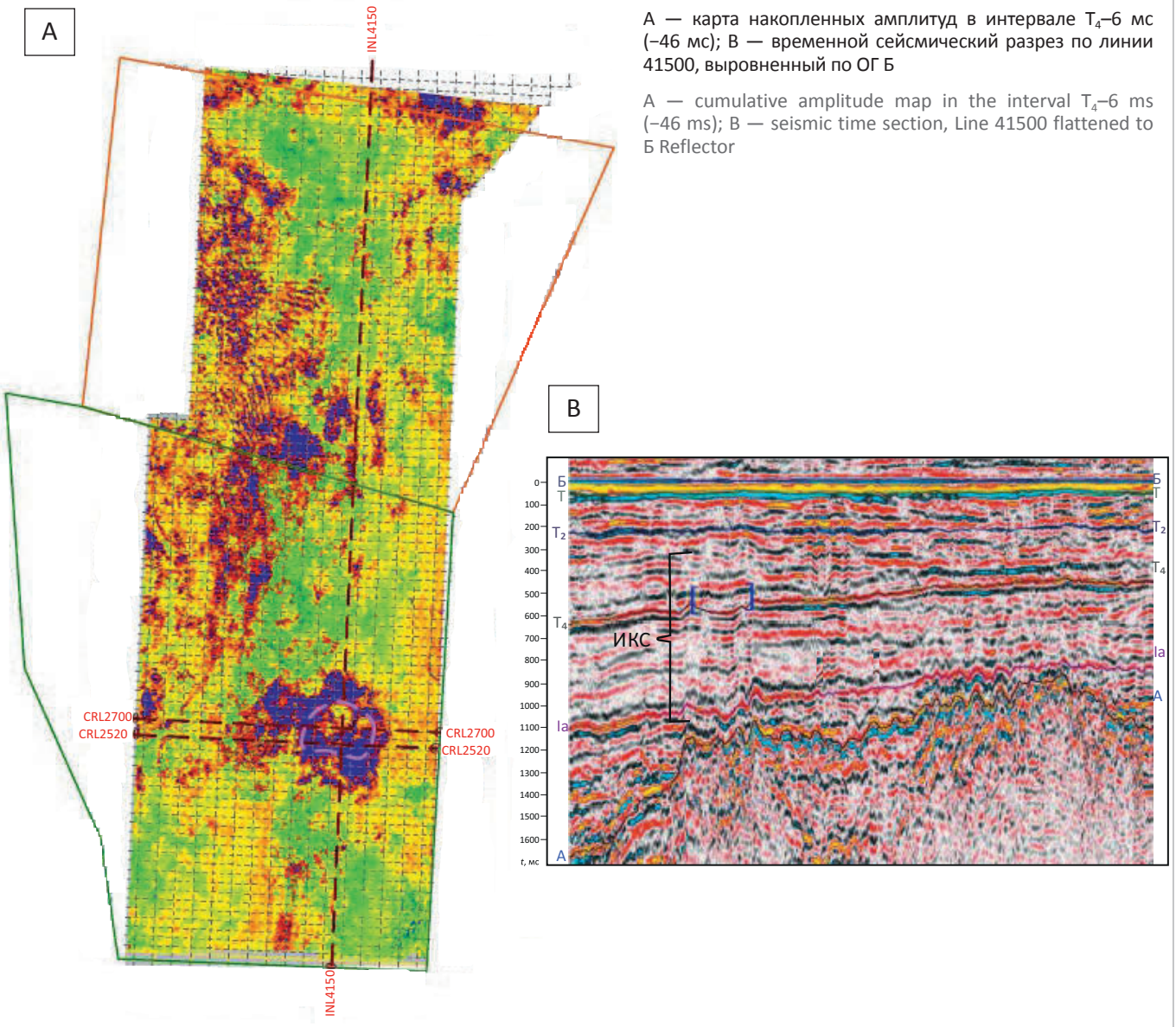
Рис. 4. Выделение перспективных объектов в перекрывающей толще A–Ia (триас)
Fig. 4. Delineation of exploration targets in overlying sequence A–Ia (Triassic)



A — структурная схема по ОГ А; B — псевдоакустический импеданс в интервале А–28 мс; C — временной сейсмический разрез по кросслайну 10940, выровненный по ОГ Ia.
1 — граница приклинивания триасовых отложений к кровле фундамента; ***2*** — перспективные объекты в отложениях перекрывающей толщи A–Ia.
Структуры: 1 — Нярмейская, 2 — Скуратовская, 3 — Северо-Скуратовская

A — structural scheme over A Reflector; B — pseudoacoustic impedance in the interval A–28 ms; C — seismic time section, crossline 10940 flattened to Ia Reflector.
1 — boundary of Triassic series abutting to the basement top; ***2*** — exploration targets in overlying series A–Ia.
Structures: 1 — Nyarmeisky, 2 — Skuratovsky, 3 — North Skuratovsky

Рис. 5. Сейсмофациальная характеристика интервала разреза ОГ T_4–T_2
Fig. 5. Seismofacies characteristics of T_4–T_2 interval



А — карта накопленных амплитуд в интервале T_4–6 мс (–46 мс); В — временной сейсмический разрез по линии 41500, выровненный по ОГ Б

A — cumulative amplitude map in the interval T_4–6 ms (–46 ms); B — seismic time section, Line 41500 flattened to Б Reflector

аномалию сейсмической записи (АСЗ) типа «яркое пятно». По структурному фактору выделена ловушка УВ, приуроченная к Нярмейскому локальному поднятию и расположенная в непосредственной близости к ИКС. Также в данном интервале разреза закартированы еще три структурные ловушки УВ: две приурочены к куполам Скуратовского локального поднятия и одна — к Северо-Скуратовскому локальному поднятию. Перспективы выделенных объектов в данном интервале разреза юрских отложений связаны с пластом $Ю_{10}$ надояхской свиты.

Интервал среднеюрского нефтегазоносного комплекса включает отложения лайдинской, вымской, леонтьевской и малышевской свит, в кровле он ограничен ОГ Т, а в подошве — ОГ T_2. Характеристика нефтегазоносности данных отложений ранее приведена авторами статьи в монографии [11]. Основные перспективы нефтегазоносности комплекса связаны с отложениями малышевской свиты (пласты $Ю_{2-4}$), с ловушками структурного типа, осложненными литологическими экранами и дизъюнктивной тектоникой.

Перспективных динамических аномалий сейсмической записи здесь не выявлено. Оконтурены три структурные ловушки УВ, приуроченные к отдельным куполам Нярмейского и Скуратовского локальных поднятий, одна ловушка УВ — к Северо-Скуратовскому локальному поднятию.

Верхнеюрский комплекс

Комплекс выделен между ОГ Т и Б и связан с трансгрессивной фазой седиментогенеза. Предполагается [11], что в пределах района исследований в песчано-алевролитовых фациях возможно развитие отложений нурминской свиты, выделенной Н.Х. Кулахметовым и др. [12] в 1994 г.

На соседних площадях Карского бассейна (Ленинградский ЛУ и др.) [4] и в восточной части шельфа Баренцева моря [5] на фоне регионального увеличения временных толщин в волновой картине отмечается расщепление положительной фазы ниже ОГ Б, ОГ В′, что может быть связано с появлением песчаных разностей в разрезе нурминской свиты и ее аналогов в Баренцевом море. В пределах исследованной территории таких особенностей волновой картины отчетливо не выявлено.

Меловой региональный комплекс

В составе комплекса выделяются относительно глубоководные клиноформные образования ачимовской толщи [13], прибрежно-мелководные отложения неокома [14] и преимущественно континентальные отложения апт-альб-сеномана. Как отмечалось ранее [1], было установлено замыкание неокомского седиментационного бассейна (готерив – раннеаптский век) [14] в акватории Карского моря (рис. 6). По данным сейсморазведочных работ 2D и 3D впервые удалось выполнить стратиграфическое построение клиноформной части разреза и построить поверхности отражающих горизонтов неокома.

Клиноформные и прибрежно-мелководные образования неокома выделены в объеме ахской (в кровле отражение ОГ $В_1$, в подошве — ОГ Б) и низов танопчинской (в кровле — отражение ОГ М, в подошве — ОГ $В_1$) свит. Отражение ОГ $В_1$ выдержано по площади и уверенно распознается на сейсмических разрезах, ниже его также прокоррелирована шельфовая поверхность — ОГ $В_2$.

В разрезе клиноформной составляющей мелового комплекса прослежены горизонты — $В_3^1$, $В_3^2$, $В_3^3$ и $В_4$. На рис. 7 продемонстрирован сейсмический разрез клиноформного строения неокома. Сейсмологическая модель одной из клиноформ ачимовской толщи, контролируемой ОГ $В_3^3$, представлена на рис. 8. Два перспективных объекта, связанных со структурно-литологическими ловушками УВ, выявлены на кромке шельфа и в фондоформной части разреза (см. рис. 8).

Перспективные объекты в интервале разреза ОГ $В_1$–М связаны с пластом $ТП_{18}$ танопчинской свиты, с ловушками УВ структурного типа.

Апт-альб-сеноманский комплекс

Данный комплекс представлен отложениями верхней части танопчинской, яронгской и марресалинской свит.

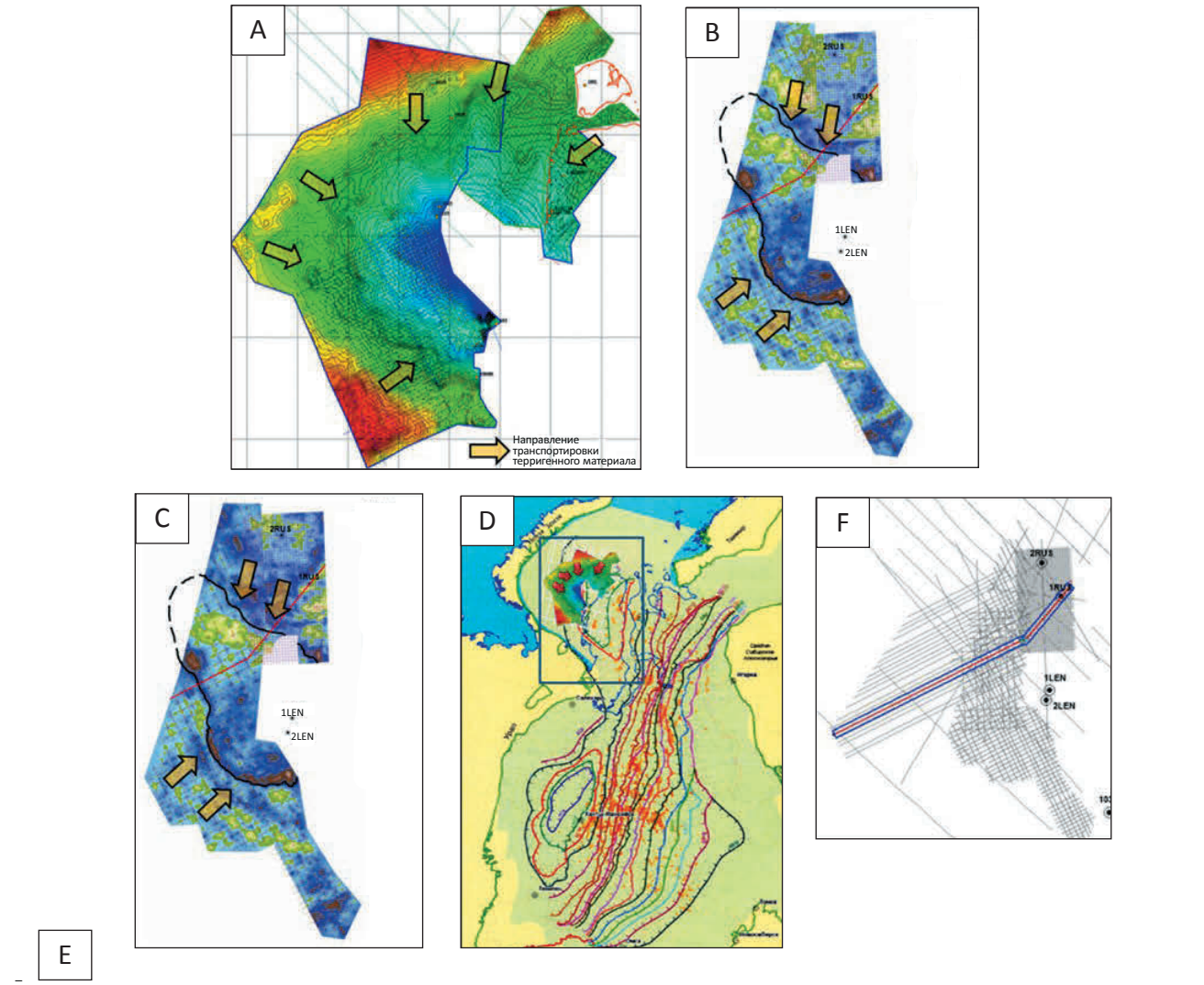
В аптском веке регрессия моря, начавшаяся еще в барремское время [14], продолжалась. Глобальные процессы наступления моря возобновились в позднем апте и привели к существованию обширной морской обстановки в альбское время, которая способствовала накоплению мощных глинистых отложений яронгской свиты, являющихся покрышкой для залежей УВ апта. Кровлю аптских отложений контролирует ОГ М′, в подошве исследуемый интервал включает пласты $ТП_1$–$ТП_{15}$ и ограничен ОГ М. Атрибутный анализ, выполненный для интервала разреза ОГ М–М′, демонстрирует зональность, связанную с перераспределением осадочного материала и сложным полифациальным строением разреза. По структурному фактору оконтурены структурная ловушка в пределах Нярмейского локального поднятия и две структурные ловушки, приуроченные к Скуратовскому локальному поднятию.

Альбскому интервалу соответствует сейсмокомплекс, ограниченный в кровле ОГ $Г_2$, отвечающий кровле яронгской свиты, в подошве — ОГ М′, связанный с кровлей танопчинской свиты. В составе яронгской свиты выделяются проницаемые пласты $ХМ_{6-7}$ и $ХМ_{8-9}$, продуктивность которых установлена на соседнем Ленинградском ЛУ [4]. Данный продуктивный интервал ОГ М′–$Г_2$ характеризуется динамически хорошо выраженными аномалиями сейсмической записи типа «яркое пятно», соответствующими максимальным значениям параметра на карте среднеквадратических значений амплитуд в районе Скуратовского и Нярмейского локальных поднятий (рис. 9). С учетом структурного фактора и контуров выявленных аномалий в интервале яронгской свиты закартированы две ловушки структурного типа (см. рис. 9). Отложения марресалинской свиты формировались преимущественно в континентальных обстановках, в нижней части свиты выделены пласты $ПК_7$ и $ПК_{8-9}$, накопившиеся в регрессивную стадию образования бассейна седиментации. На временных разрезах выделены аномалии сейсмической записи типа «яркое пятно».

В кровле отложений марресалинской свиты (пласты $ПК_{1-2}$), контролируемой ОГ Г, в центральной части Нярмейского ЛУ на временных сейсмических разрезах, а также на разрезах акустического импеданса наблюдаются аномалии типа «залежь» с характерной субгоризонтальной границей газоводяного контакта (ГВК) (рис. 10).

Контур аномалии, выделенный по пониженным значениям акустического импеданса, хорошо согласуется со структурной поверхностью кровли марресалинской свиты. С учетом выявленной аномалии оконтурена ловушка структурного типа в пределах Нярмейского локального поднятия. По результатам выполненных исследований рекомендуется бурение трех поисковых скважин в пределах Нярмейского,

Рис. 6. Обоснование замыкания неокомского бассейна в готерив-раннеаптское время
Fig. 6. Substantiation of Neocomian closure of the basin in Hauterivian-Early Aptian time



A — схема изопахит интервала Б–М; схема среднеквадратичных амплитуд в интервале (B, C): B — B–70 мс (–130 мс), C — B–70 мс (–200 мс); D — бровки мелководно-морских террас неокома Западной Сибири (Бородгин В.Н. и др.); E — композитный профиль (20112431, 11900500, 1190074); F — схема расположения композитного профиля

A — isopach scheme of Б–M interval; RMS amplitude scheme in (B, C) interval: B — B–70 ms (–130 ms), C — B–70 ms (–200 ms);; D — edges of Neocomian shallow marine terraces, Western Siberia (Borodkin V.N. et. al); E — composite seismic line (20112431, 11900500, 1190074); F — scheme of the composite line location

Рис. 7. Временной сейсмический разрез клиноформного строения неокома по траверсу, выровненный по ОГ B_1
Fig. 7. Time cross section of Neocomian clinoform architecture. Seismic time section along the traverse, which is flattened to B_1 Reflector

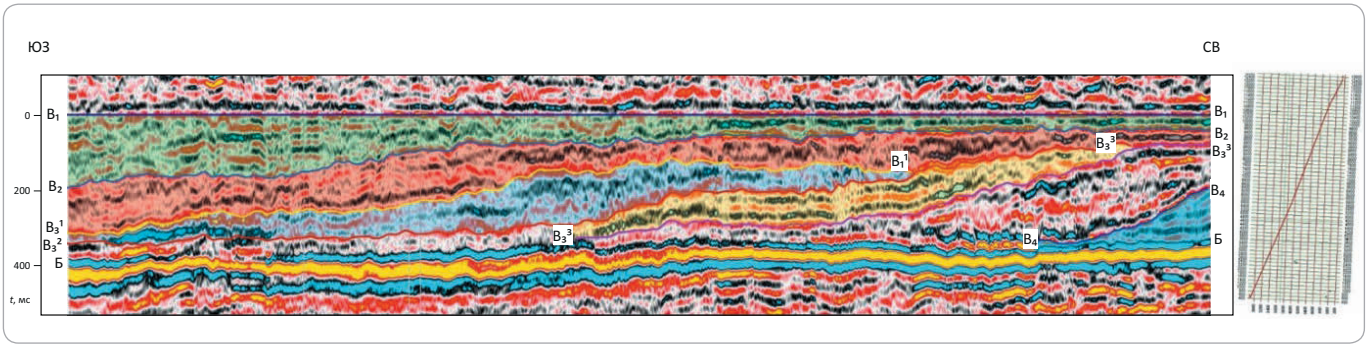
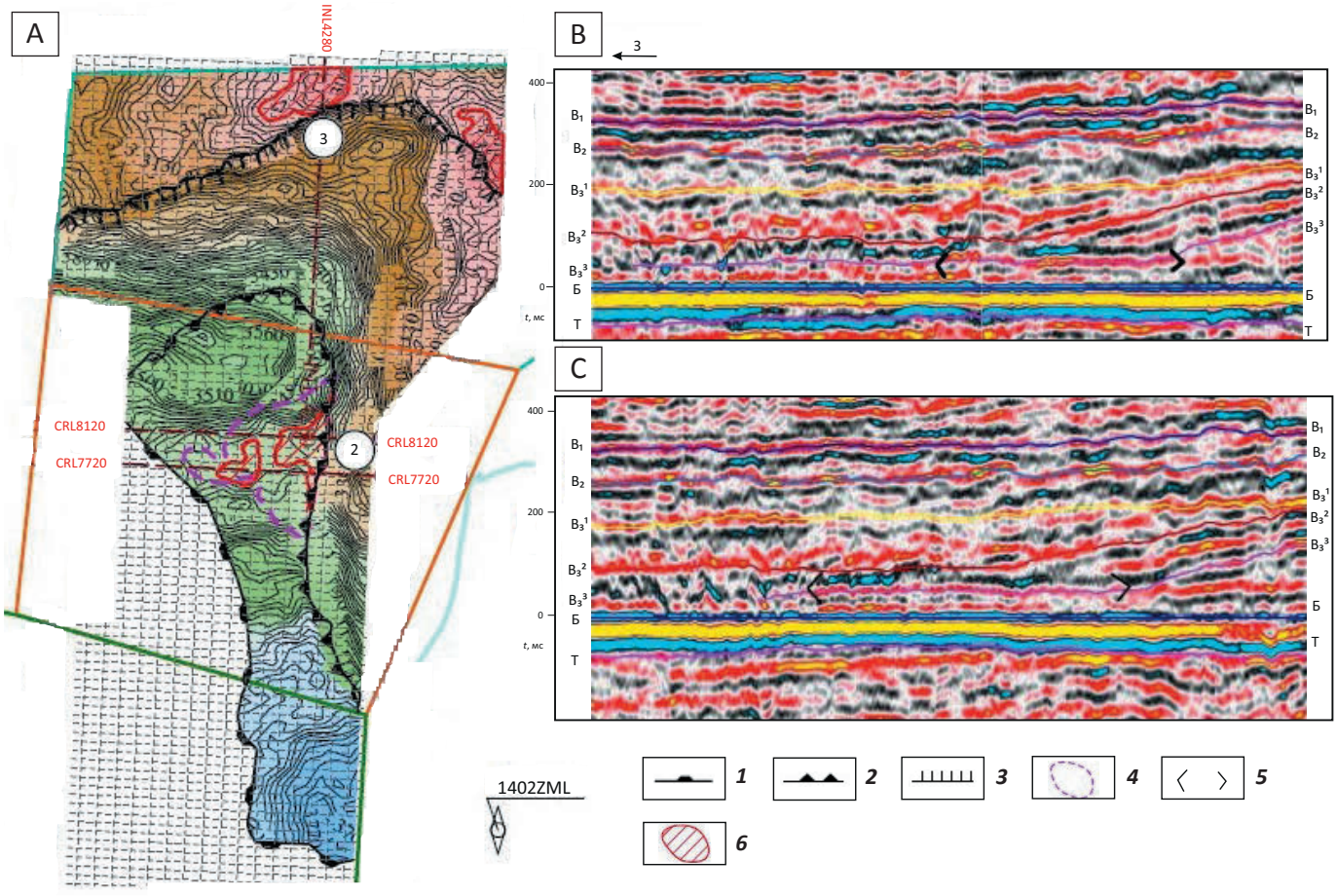


Рис. 8. Сейсмогеологическая характеристика интервала ОГ B_3^3 (неоком)
Fig. 8. Geoseismic behaviour of the interval of B_3^3 Reflector (Neocomian)



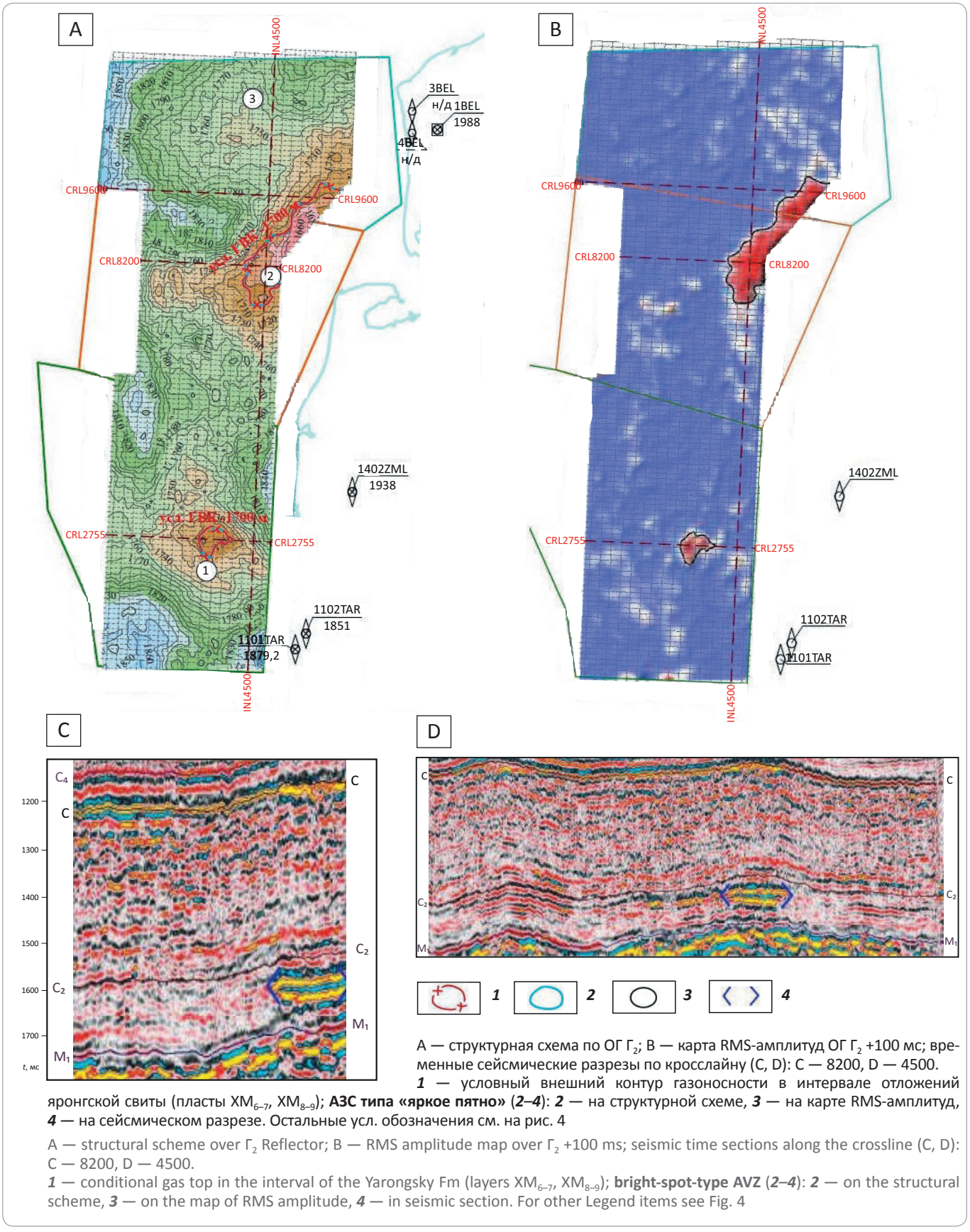
А — структурная карта по ОГ B_3^3; временные сейсмические разрезы по кросслайну (В, С): В — 8120, С — 7720.

Границы (***1***, ***2***): ***1*** — прекращения прослеживаемости ОГ B_3^3, ***2*** — подножия склона (фондоформы); ***3*** — кромка палеошельфа к концу формирования сейсмокомплекса B_3^3; АЗС типа «яркое пятно» (***4***, ***5***): ***4*** — на схеме, ***5*** — на сейсмическом разрезе; ***6*** — перспективные объекты в отложениях клиноформы комплекса B_3^3.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 4

A — depth map over B_3^3 Reflector; seismic time sections along the crossline (B, C): B — 8120, C — 7720.

Boundaries (***1***, ***2***): ***1*** — B_3^3 event termination, ***2*** — foot of slope (fondoform); ***3*** — edge of paleoshelf as on the end of seismic sequence B_3^3; bright-spot-type AVZ (***4***, ***5***): ***4*** — on the scheme, ***5*** — in seismic section; ***6*** — exploration targets in the clinoform of B_3^3 series.
For other Legend items see Fig. 4

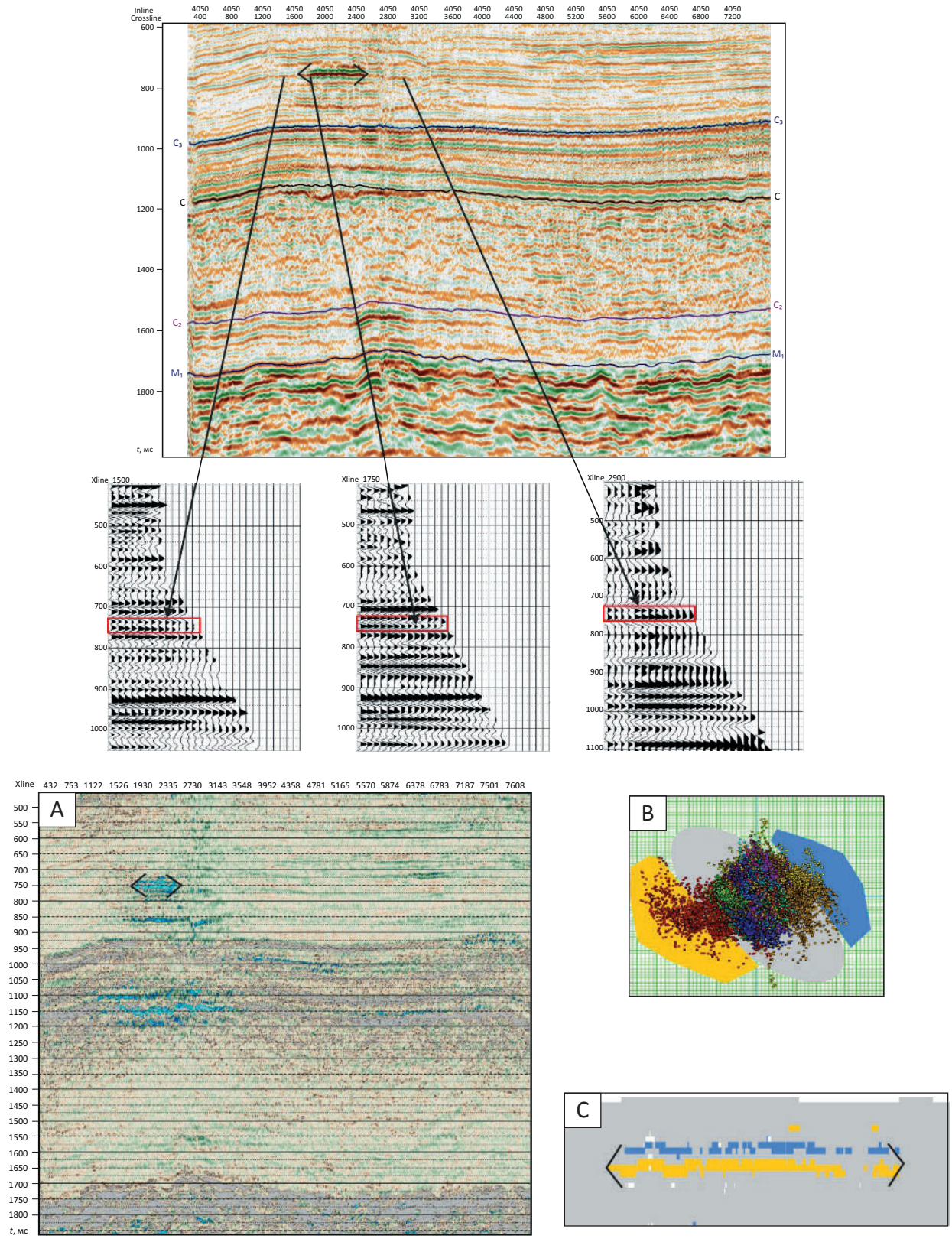
Рис. 9. Сейсмогеологическая характеристика интервала яронгской свиты (пласты $XM_{6–7}$ и $XM_{8–9}$)
Fig. 9. Geoseismic behaviour of the Yarongsky Fm interval (layers $XM_{6–7}$ and $XM_{8–9}$)



A — структурная схема по ОГ $Г_2$; B — карта RMS-амплитуд ОГ $Г_2$ +100 мс; временные сейсмические разрезы по кросслайну (C, D): C — 8200, D — 4500.
1 — условный внешний контур газоносности в интервале отложений яронгской свиты (пласты $XM_{6–7}$, $XM_{8–9}$); **АЗС типа «яркое пятно»** (***2–4***): ***2*** — на структурной схеме, ***3*** — на карте RMS-амплитуд, ***4*** — на сейсмическом разрезе. Остальные усл. обозначения см. на рис. 4

A — structural scheme over $Г_2$ Reflector; B — RMS amplitude map over $Г_2$ +100 ms; seismic time sections along the crossline (C, D): C — 8200, D — 4500.
1 — conditional gas top in the interval of the Yarongsky Fm (layers $XM_{6–7}$, $XM_{8–9}$); **bright-spot-type AVZ** (***2–4***): ***2*** — on the structural scheme, ***3*** — on the map of RMS amplitude, ***4*** — in seismic section. For other Legend items see Fig. 4

Рис. 10. Результаты AVO-анализа в интервале ОГ Г в районе Нярмейского поднятия (профиль 4050)
Fig. 10. Results of AVO-analysis in the interval of Г Reflector in the area of the Nyarmeisky high (Line 4050)



A — флюид-фактор по линии 4050; B — кроссплот зависимости AVO-атрибутов (W = 100 мс); C — фрагмент сейсмического разреза по линии 4050 в интервале предполагаемой залежи. Усл. обозначения см. на рис. 8
A — fluid factor along the Line 4050; B — AVO-attributes crossplot (W = 100 ms); C — fragment of seismic section along the Line 4050 in the interval of the expected accumulation. For other Legend items see Fig. 8

Скуратовского и Белоостровского ЛУ для вскрытия максимальной высоты прогнозируемой массивной залежи пласта $ПК_{1-2}$, а также оценки перспективных объектов в пластах $ХМ_{6-7}$ и $ХМ_{8-9}$ и $ТП_1$–$ТП_{18}$.

Литература

1. *Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Смирнов О.А., Шестакова Н.М.* Уточнение границ сейсмофациальных комплексов неокома в пределах акватории Карского моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 11. – С. 14–24.

2. *Карогодин Ю.Н., Храмов М.Ф.* Роль природных «дамб» арктических морей мезозоя Сибири в палеогеографии и закономерностях пространственно-временного размещения гигантских зон газо- и нефтенакопления // Научное и техническое обеспечение исследований и освоения шельфа Северного Ледовитого океана : сб. мат-лов II Всероссийской научно-технической конференции. – Новосибирск : Веди, 2012. – С. 78–85.

3. *Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А.* Характеристика геологической природы инверсионных кольцевых структур в пределах арктических районов Западной Сибири, как критерия нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 69–75.

4. *Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А., Фирстаева Е.Н., Давыдов А.В.* Оценка перспектив нефтегазоносности Лениградского лицензионного участка акватории Карского моря на базе сейсморазведки 3D // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 4–19.

5. *Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С. и др.* Уточнение геологической модели и перспектив нефтегазоносности Лудловского лицензионного участка Баренцева моря по данным сейсморазведки МОГТ-3D // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 97–108. DOI: 10.31087/0016 -7894-2018-6-97-108.

6. *Бородкин В.Н.* Методологические аспекты локального прогноза нефтегазоносности // Горные ведомости. – 2006. – № 1. – С. 4–19.

7. *Бочкарев В.С.* Краткая характеристика геологического строения северной части Западно-Сибирской равнины // Горные ведомости. – 2005. – № 7. – С. 4–19.

8. *Нейман В.Б.* Теория и методика палеотектонического анализа. – М. : Недра, 1984. – 80 с.

9. *Бородкин В.Н., Комгорт М.В.* Сверхглубокое бурение в Западной Сибири // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России : мат-лы IX Всероссийской научно-технической конференции. – М., 2012. – С. 17.

10. *Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Фирстаева Е.Н., Стрекалов А.Я., Погрецкий А.В.* Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 61–70.

11. *Курчиков А.Р., Бородкин В.Н.* Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 140 с.

12. *Кулахметов Н.Х., Кислухин В.И., Зенинберг П.Я.* Литолого-фациальное районирование верхней юры севера Западной Сибири как основы оценки перспектив нефтегазоносности // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири : сб. науч. тр. – М. : Наука, 1994. – С. 39–73.

13. *Бородкин В.Н., Курчиков А.Р.* Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 300 с.

14. *Курчиков А.Р., Бородкин В.Н.* Характеристика геологического строения и нефтегазоносности неокомского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2016. – 201 с.

References

1. *Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Smirnov O.A., Shestakova N.M.* Specification of the boundaries of the Neocomian seismic-facies complexes within the water limits of the Kara Sea. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2015;(11):14–24.

2. *Karogodin Yu.N., Khramov M.F.* Role of natural “dikes” of the Siberian Arctic seas in paleogeography and patterns of time-space location of giant oil and gas accumulation zones. In: Nauchnoe i tekhnicheskoe obespechenie issledovanii i osvoeniya shel'fa Severnogo Ledovitogo okeana : sb. mat-lov II Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii. Novosibirsk: Vedi; 2012. pp. 78–85.

3. *Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A.* Characteristic of geological nature of inversion circular structures in the arctic zone of West Siberia as a criterion of oil-and gas occurrence. *Oil and gas geology = Geologiya nefti i gaza*. 2017;(3):69–75.

4. *Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A., Firstaeva E.N., Davydov A.V.* Evaluation of oil and gas potential prospects of the Leningrad license site in the Karsky sea based on 3D-MOGT seismic survey. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2018;(4):4–19.

5. *Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A., Martynova E.V., Pogretskiy A.V.* More precise definition of geological model and petroleum potential according to 3D CDP seismic data: Ludlovsky License Area in the Barents Sea waters. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology.* 2018;(6):97–108. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-97-108.

6. *Borodkin V.N.* Local prediction of oil and gas potential: methodological aspects. *Gornye vedomosti.* 2006;(1):4–19.

7. *Bochkarev V.S.* Eastern part of West Siberian Plain: brief geological description. *Gornye vedomosti.* 2005;(7):4–19.

8. *Neiman V.B.* Paleotectonic analysis: theory and methodology. Moscow: Nedra; 1984. 80 p.

9. *Borodkin V.N., Komgort M.V.* Ultradeep drilling in Western Siberia. In: Aktual'nye problemy razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii : mat-ly IX Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii. Moscow; 2012. p. 17.

10. *Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Firstaeva E.N., Strekalov A.Ya., Pogretsky A.V.* Evaluation of petroleum potential using 2D areal seismic data in the Jurassic-Cretaceous formations, South-Kara region. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology.* 2018;(2):61–70.

11. *Kurchikov A.R., Borodkin V.N.* Features of geological structure and oil and gas occurrence within the Jurassic play, Western Siberia. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2015. 138 p.

12. *Kulakhmetov N.Kh., Kislukhin V.I., Zeninberg P.Ya.* Lithofacies zoning of Upper Jurassic in the Western Siberia north as a basis for hydrocarbon potential assessment. In: Geologiya i otsenka neftegazovogo potentsiala Zapadnoi Sibiri : sb. nauch. tr. Moscow: Nauka; 1994. pp. 39–73.

13. *Borodkin V.N., Kurchikov A.R.* Features of geological structure and oil and gas occurrence within the Achimov play of Western Siberia. Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN; 2015. 300 p.

14. *Kurchikov A.R., Borodkin V.N.* Features of geological structure and oil and gas occurrence within the Neocomian play, Western Siberia. Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN; 2016. 201 p.

XVI МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ 2019

17 мая, Москва, «Балчуг Кемпински»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ ГАЗПРОМ ОРГАНИЗАТОР RPI www.rpi-conferences.com

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2019!

РОССИЙСКИЙ ШЕЛЬФ: НОВЫЕ УПРАВЛЕНЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Государственные и корпоративные планы по развитию оффшорных проектов и созданию сопутствующей инфраструктуры

Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: перспективы нефтегазоносности месторождений, опыт реализации проектов, проблемы и пути их решения

5 лет санкций для нефтегазовой отрасли РФ – итоги импортозамещения. Оборудование и технологические решения для реализации шельфовых нефтегазовых проектов

Экономические и нормативно-правовые аспекты освоения месторождений на шельфе РФ. Как достичь экономической эффективности проектов в современных российских условиях и снизить риски?

16 ЛЕТ ВЕДУЩЕМУ МЕРОПРИЯТИЮ ОТРАСЛИ, ЕЖЕГОДНО ПРОХОДЯЩЕМУ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ ПАО «ГАЗПРОМ»

130+ ВЕДУЩИХ ИГРОКОВ ОТРАСЛИ

20+ АВТОРИТЕТНЫХ СПИКЕРОВ ЭКСПЕРТОВ

+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32 Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru www.rpi-conferences.com